

УКАЗАНИЯ
ЗА ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНАТА ЗА ДОСТЪП ДО ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА
МРЕЖА И ЦЕНАТА ЗА ПРЕНОС НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ПРЕЗ
ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД НА
РЕГУЛИРАНЕ „НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ“

ГЛАВА ПЪРВА
ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

1. С тези указания се определя начинът за образуване на цената за достъп до електропреносната мрежа и цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа. С указанията се определят видът, формата и съдържанието на информацията, необходима за ценообразуването, която енергийното предприятие задължително представя при подаване на заявлението за утвърждаване на цени.
2. Общи изисквания за образуването на цените и техните корекции във връзка с прилагането на метода на регулиране „Норма на възвръщаемост на капитала” са регламентирани в Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия (Наредбата).
3. Цените на дружествата се регулират чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“, като комисията утвърждава необходими годишни приходи в съответствие с чл. 4, ал. 1, т. 1 от Наредбата.
4. Заявлението за утвърждаване на необходимите годишни приходи, респективно цени съдържа данни за базисната година, прогнозна информация за ценовия период (не по-кратък от една година), в т.ч постоянни и променливи разходи.
5. Неразделна част от заявленията за цени са приложенията с таблици, които съдържат минималните изисквания на комисията относно предоставяната информация. Дружествата могат да представят информация извън тези таблици, но не могат да заличават редове или колони от тях.
6. Информацията във връзка с образуването на цената за достъп до електропреносната мрежа се представя в справки по утвърдени от комисията образци, които са изготвени в съответствие с настоящите указания, както следва:
 - Справка № 1- Договорена разполагаемост с производители на електрическа енергия за студен резерв и резерв за услуги;
 - Справка № 2 – Условно-постоянни разходи;
 - Справка № 3 – Регулаторна база на активите;
 - Справка № 4 – Капиталова структура и данъчни задължения;
 - Справка № 5 – Цена за достъп;
7. Информацията във връзка с образуването на цената за пренос през електропреносната мрежа се представя в справки по утвърдени от комисията образци, които са изготвени в съответствие с настоящите указания, както следва:
 - Справка № 1- за определяне на Технологичните разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа;
 - Справка № 2 – Условно-постоянни разходи;
 - Справка № 3 – Регулаторна база на активите;
 - Справка № 4 – Капиталова структура и данъчни задължения;

Справка № 5 – Цена за пренос;

8. Справките трябва да бъдат подписани от представляващото енергийното предприятие лице и главен счетоводител и да бъдат подпечатани с печата на дружеството. Информацията се представя задължително на хартиен и магнитен носител .

9. По искане на комисията или при необходимост от допълнителна обосновка енергийното предприятие представя към заявлението допълнителна писмена информация относно ценообразуващите елементи. Формата за представяне на допълнителната информация е на хартиен и магнитен носител.

ГЛАВА ВТОРА

ЦЕНООБРАЗУВАЩИ ЕЛЕМЕНТИ НА ЦЕНАТА ЗА ДОСТЪП ДО ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА И ЦЕНАТА ЗА ПРЕНΟΣ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ПРЕЗ ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Раздел I

Договорена разполагаемост с производители на електрическа енергия за студен резерв и резерв за услуги

10. Електроенергийния системен оператор предоставя информация за договорената разполагаемост на предоставената мощност за студен резерв и резерв за услуги предоставяни от производителите на електрическа енергия и разходите на дружеството по закупуването ѝ от производители.

10.1. Прогнозните разходи за закупен студен резерв и резерв за услуги се изчисляват с действащите утвърдени цени за разполагаемост. В разходите за резерв за услуги се включват разходите за закупен резерв за първично, вторично и третично регулиране на активната мощност. В разходите за закупуване на допълнителни услуги се включват разходите за първично, вторично регулиране и други допълнителни услуги.

10.2. Представят се договорите и/или приложенията към тях за предоставената мощност между производителите на електрическа енергия и електроенергийния системен оператор за съответната година.

10.3. Представят се приложенията към договорите за продажба на електрическа енергия, относно годишната и помесечна разполагаемост на активна мощност за съответната прогнозна година подписани между обществения доставчик и производителите на електрическа енергия;

10.4. Представя се заповед на Министъра на икономиката, енергетиката и туризма за определяне на задължителни показатели за надеждност на снабдяването с електрическа енергия за съответната година (коефициент на енергийна адекватност и студен резерв).

Раздел II

Технологични разходи, свързани с преноса на електрическа енергия през електропреносната мрежа

11. Електроенергийното предприятие предоставя информация за отчетената фактически и прогноза за постъпилата електрическа енергия в електропреносната система, както и отчетените и прогнозни разходи на дружеството по преноса на електрическа енергия.

11.1. Прогнозните разходи за пренос на електрическа енергия се изчисляват с действащите утвърдени цени за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа.

12. Електроенергийното предприятие предоставя информация за количеството отчетени и прогнозни технологични загуби на електрическа енергия при преноса през електропреносната система.

12.1. Прогнозните разходи за технологичните загуби по преноса се остойностяват по средна покупна цена за електрическа енергия на Обществения доставчик от производители на електрическа енергия по чл.93а от Закона за енергетиката.

13. Управлението на ПАВЕЦ се остойностява като разлика между приходите от доставената електрическа енергия в електрическата мрежа при работа на централата в генераторен режим и разходите за закупената от мрежата електрическа енергия при работа в помпен режим.

14. Електроенергийният системен оператор предоставя отчетна информация за работата в помпен режим на ПАВЕЦ за период не по-кратък от една година. Информацията се представя помесечно и трябва да съдържа количеството потребена електрическа енергия за месеца. Потребената електрическа енергия се остойностява по цена за нощна тарифа.

15. Електроенергийният системен оператор предоставя отчетна информация за работата в генераторен режим на ПАВЕЦ за период не по-кратък от една година. Информацията се представя помесечно и трябва да съдържа: количеството електрическа енергия, доставено в електрическата мрежа и разпределено по тарифни зони на потребление. Приходите от ПАВЕЦ при работа в генераторен режим се остойностяват по цена на ВЕЦ (собствено производство).

16. Информацията по т. 14 и 15 се представя за един и същи отчетен период.

Раздел III

Разходи

- 17.** Енергийното предприятие представя подробна информация за годишните разходи съгласно изискванията на чл. 11 от Наредбата за регулиране на цените на електрическа енергия.
- 18.** Представя се информация за отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по лицензията. Отделно се посочват и разходите за нерегулирани дейности.
- 19.** Годишните разходи се разделят в две основни групи: условно-постоянни разходи и променливи разходи, според връзката им с осигуряването на услугите. Постоянните разходи са класифицирани и по икономически елементи. Променливите разходи зависят от количествата закупен студен резерв и допълнителни услуги, количествата пренесена електрическа енергия през електропреносната мрежа енергия и се определят в съответствие с правилата по раздел I и II.
- 20.** Условно-постоянните разходи се прогнозира за едногодишен период и включват пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи пряко свързани с лицензионната дейност.
- 21.** Разходите за ремонт включват сумата на текущите разходи, без разходи, които увеличават стойността на активите. Разходите за ремонт не са елемент от останалите видове разходи.
- 22.** Годишните разходи не включват финансови, извънредни разходи, разходи за данък върху печалбата, разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета за доходите, разходите за загуби от обезценки, текущи разходи за начислени провизии по смисъла чл. 38 и чл. 39 от ЗКПО, текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси, санкции и/или глоби, наложени от държавни органи или от комисията, лихви за забавяне, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори, разходи за дарение и неизползвани отпуски, разходите по чл. 204 на ЗКПО, както и разходите за начислен данък върху тях по чл.216 от ЗКПО.
- 23.** Към предложението за утвърждаване на цени енергийното предприятие представя подробна писмена обосновка за начина на прогнозиране на разходите. Представят се детайлно и всички други разходи, които са пряко свързани с дейността по лицензията и не са описани в справките към Указанията.
- 24.** Енергийните предприятия представят информация за разходите, свързани с нерегулирана дейност по вид и стойност.

Регулаторната база на активите

25. Регулаторната база на активите е базата за определяне на възвръщаемостта на капитала и се изчислява в съответствие с чл. 14 на Наредбата по следната формула:

$$РБА = А - \Phi - А_m + ОК \quad (3)$$

където:

- РБА* - регулаторната база на активите, хил.лв.;
- А* - призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, хил.лв.;
- Φ* - стойност на активите, които са придобити по безвъзмеден начин, хил.лв.;
- А_м* - амортизацията, определена за регулаторни цели за периода на използване на активите за извършване на лицензионната дейност, хил.лв.;
- ОК* - необходим оборотен капитал, хил.лв.;

26. Призната стойност на активите (*А*) е признатата от комисията отчетна стойност на активите към края на базисната година, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. За регулаторния период признатата стойност на активите не включва преценка на дълготрайни (нетекучи) активи, извършена съгласно Закона за счетоводството и Международните стандарти за финансова отчетност, извършена по време на предходния регулаторен период.

27. В признатата стойност на дълготрайните (нетекучи) активи (*А*) не се включват:

- а) разходи за придобиване на активи, под формата на незавършено строителство;
- б) активи, отчетени по силата на договор за финансов лизинг, ако не са свързани с пряката лицензионна дейност;
- в) активи, несвързани с лицензионната дейност (в т.ч. почивни станции други социални обекти) и/или отдадени под наем, консервирани, изведени от експлоатация и др.;
- г) активи, придобити чрез финансиране или по безвъзмеден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от потребители и др.;
- д) стойността на активи, придобити през предходния регулаторен период, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи;
- е) активи, които имат остатъчна стойност и предстои да бъдат изведени от експлоатация през съответната година на регулаторния период.

28. Амортизацията на активите (*А_м*), определена за регулаторни цели се изчислява чрез прилагане на линеен метод. Полезният живот на активите се определя и обосновава от дружеството на основата на полезния технически и икономически живот на активите.

29. Оборотен капитал – е част от РБА и се изчислява като необходимата средногодишна капиталова сума, използвана в процеса на финансиране на дейността на дружеството.

29.1. Оборотният капитал се изчислява на основата на т. нар. „Нетен цикъл на оборотния капитал (НЦОК)”, на база дните, за които дружеството възвръща

изразходваните парични средства, за осигуряването на услугите чрез получаването на съответните постъпления.

29.2. Оборотния капитал за регулаторни цели се определя като утвърдена от комисията част от годишните парични разходи за лицензионната дейност.

29.3. Дружеството изчислява и обосновава предложената за одобрение част от паричните разходи на основата на съпоставянето на нетния оборотен цикъл на енергийното предприятие за последната отчетна година преди подаването на заявлението или за по-дълъг отчетен период и дните на календарната година.

29.4. Елементите, формиращи оборотния капитал, са: нетни приходи от продажби на електрическа енергия с отложено плащане, парични разходи за дейността, вземания от клиенти и доставчици (не се включват несъбираемите вземания), материални запаси и задължения към доставчици и клиенти отнасящи се за регулираните дейности в съответствие с годишните финансови отчети на дружеството.

29.4.1. Нетният цикъл на оборотния капитал се определя в дни, по следната формула:

$$НЦОК = \left(\frac{СВК + СМЗ - СЗД}{НПП_n} \right) * 360, \text{ дни}$$

където:

СВК – признатата средногодишна величина на вземанията от клиенти и доставчици, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на вземанията от клиенти и доставчици, към началото и към края на базовата година, в хил.лв.;

СМЗ – признатата средногодишна величина на материалните запаси, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на материалните запаси, към началото и края на базовата година, в хил.лв.;

СЗД - признатата средногодишна величина на задълженията към доставчици и клиенти, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на задълженията към доставчици и клиенти, към началото и края на базовата година, в хил.лв.;

НПП_n – нетни приходи от продажби на дружеството за базовата година, в хил.лв.

29.4.2. НОК за дейността достъп до електропреносната мрежа и пренос на електрическа енергия се изчислява по формулата:

$$НОК = \left(\frac{ГПР_{\text{достъп/пренос}} * НЦОК}{360} \right), \text{ хил.лв.}$$

където:

ГПР_{достъп/пренос} – признатите годишни парични разходи за достъп до електропреносната мрежа и за пренос на електрическа енергия, в хил.лв.

29.4.3. Годишните парични разходи (**ГПР**) се изчисляват на основата на утвърдените признати разходи, намалени с разходите за амортизации на дружеството в съответствие със следната формула:

$$ГПР = ППР_{\text{достъп/пренос}} - P_{\text{АМ достъп/пренос}}, \text{ хил.лв.}$$

където:

$PGR_{\text{достъп/пренос}}$ - признатите годишни разходи за достъп до електропреносната мрежа и за пренос на електрическа енергия, в хил.лв.

$P_{\text{Ам достъп/пренос}}$ - годишните разходи за амортизации на активите, използвани за достъп до електропреносната мрежа и за пренос на електрическа енергия от дружеството, които за регулаторни цели се изчисляват чрез прилагане на линеен метод. Полезният живот на активите се определя и обосновава от дружеството на основата на техническия и икономически живот на активите.

29.5. В случай, че дружеството не представи информация по предходната точка или комисията приеме направеното проучване за необходимата стойност на оборотния капитал по т. 29.1 за необосновано, оборотният капитал се определя като не висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации.

Раздел V

Норма на възвращаемост на капитала

30. Нормата на възвръщаемост на капитала е равна на средно претеглената цена на капитала (СПЦК). СПЦК е определената от комисията норма на възвръщаемост на собствения капитал и норма на възвръщаемост на привлечения капитал на дружеството, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в утвърдената от комисията целева капиталова структура. Нормата на възвращаемост на капитала се определя за целия капитал на дружеството.

31. Електроенергийните предприятия представят данните за нормата на възвращаемост на капитала в съответствие с данните за капиталовата структура към последната година, за която има съставен годишен финансов отчет, като не се отчита текущия финансов резултат.

32. Дружеството изчислява нормата на възвръщаемост на капитала като норма преди данъчно облагане за регулаторния период съгласно чл. 15 от Наредбата, по следната формула:

$$NB = D_{СК} \cdot \left(\frac{NB_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + D_{ПК} \cdot NB_{ПК}, \quad (5)$$

където:

NB - норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане за регулаторния период, %;

$D_{СК}$ - дял на собствения капитал в общия капитал;

$NB_{СК}$ - норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

$ДС$ - данъчна ставка на корпоративният данък върху печалбата, %;

$D_{ПК}$ - дял на привлечения капитал в общия капитал средно за регулаторния период;

$NB_{ПК}$ - норма на възвръщаемост на привлечения капитал, %.

33. При изготвяне на ценовите си предложения, електроенергийните предприятия използват примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал, равна на

утвърдена от ДКЕВР за предходния ценови период и действащата данъчна ставка на корпоративният данък върху печалбата.

34. Комисията определя нормата на възвръщаемост на собствения капитал при отчитане на специфичните условия на регулиране на електроенергийните предприятия.

35. Привлеченият капитал включва възмездни заеми и задължения по договори за финансов лизинг, със срок по-дълъг от една година, в съответствие с годишния финансов отчет за последната отчетна година.

36. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал се изчислява като средно претеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал.

37. Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал, на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

Раздел VI

Образуване на цената за достъп до електропреносната мрежа и цената за пренос на електрическа енергия

38. Цените за достъп и пренос се образуват въз основа на обобщаване на предоставената информация, приложена към заявлението за цени и при спазване на изискванията предвидени в Наредбата и тези Указания.

39. Цената за достъп включва признатите от Комисията необходими годишни приходи за покриване на разходите на Електроенергийния системен оператор за осъществяване управлението на електроенергийната система, включващи условно-постоянни разходи, възвръщаемост, разходи за студен резерв и разходи за резерв за услугите, намалени с приходите от предоставена преносна способност и се определя на базата на сумарната консумирана мощност, по следната формула:

$$Цд = \frac{НГПд}{Еп}, \text{ където:}$$

Цд – цена за достъп, лв./МВтч;

НГПд – необходими годишни приходи за достъп, хил. лв.;

Еп - сумарна консумирана почасова мощност, МВтч.

40. Цената за пренос включва признатите от Комисията необходими годишни приходи за пренос (условно-постоянни разходи, възвръщаемост и технологични разходи) и се определя на базата на пренесената електрическа енергия през електропреносната мрежа, по следната формула:

$$\text{Цпр.} = \frac{\text{НГПп}}{\text{Енпренесена}}, \text{ където:}$$

Цпр. – цена за пренос, лв./МВтч

НГПп – необходими годишни приходи за пренос, хил. лв.;

Е_{нпренесена} – нетна електрическа енергия, пренесена през електропреносната мрежа, МВтч.

Указанията са разработени на основание чл. 36, ал. 1 от Закона за енергетиката и на чл. 5, ал. 8 от Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия. Настоящите Указания са приети с протоколно Решение № 15 от 09.02.2012 г. по т... на ДКЕВР и отменят „Указания за попълване на справките за образуване на цената за достъп до електропреносната мрежа“, приети с протоколно Решение № 125 от 26.06.2007 г. по т. 2 и „Указания за попълване на справките за ценообразуване при пренос и обществена доставка на електрическа енергия и продажба на електрическа енергия за технологични разходи“, приети с протоколно Решение № 125 от 26.06.2007 г. по т.2.